

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт  
Кафедра Тепловые Электрические Станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Е. А. Бойко

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 - «Теплоэнергетика и теплотехника»  
Проект модернизации Назаровской ГРЭС

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Доцент к.т.н.  
должность, ученая степень

С. Р. Янов  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Мухитдинов А. Б.  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

П.В. Шишмарев  
инициалы, фамилия

Тех. контролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

С. А. Михайленко  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
Кафедра тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Е.А.Бойко  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Мухитдинов Азиз Бахридинович

Группа ФЭ 12-01Б

Направление (специальность) 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации  
Назаровской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 5781/с от 28.04.16

Руководитель ВКР С.Р.Янов, к.т.н доцент кафедры «ТЭС»

Исходные данные для ВКР: ГРЭС - г.Назарово , река Чулым , турбины К-160-130 , котлы ПК-38.

Перечень разделов ВКР

1.Общая часть;

2.Расчетная часть;

3.Общая часть.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием  
основных чертежей, плакатов, слайдов

Лист 1. Принципиальная тепловая схема;

Лист 2. Вид сверху станции с БЦУ;

Лист 3. Вид сверху станции с электрофильтрами;

Лист 4. Разрез главного корпуса;

Лист 5. Электрофильтр ЭГА1-30-7.5-4-4 ;

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
подпись

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
подпись,

С. Р. Янов  
инициалы и фамилия  
Мухитдинов А. Б.  
инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект модернизации Назаровской ГРЭС» содержит 32 страницы текстового документа, 16 использованных источников, 5 листов графического материала.

Объект - ГРЭС - г. Назарово.

Цели работы:

- аэродинамический расчет котла;
- замена системы золоулавливания;
- оценка экологической стороны проекта;

В результате замены системы золоулавливания был выбран электрофильтр ЭГА1-30-7,5-4-4, коэффициент полезного действия которого больше чем у батарейных циклонов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1.Описание тепловой схемы.....	5
1.1.Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	6
2.Тепловой расчет котельного агрегата ПК-38.....	8
2.1.Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	8
2.2.Тепловой расчет водяного экономайзера.....	10
2.3.Тепловой расчет нижней радиационной части.....	10
2.4.Тепловой расчет переходной зоны.....	11
2.5.Тепловой расчет средней радиационной части.....	12
2.6.Тепловой расчет верхней радиационной части.....	12
2.7.Тепловой расчет пароперегревателей ШПП 1,2 и КПП.....	13
2.8.Тепловой расчет воздухоподогревателя первой ступени.....	14
2.9.Тепловой расчет воздухоподогревателя второй ступени.....	15
3.Укрупненный аэродинамический расчет котла.....	16
3.1.Расчет газового тракта.....	16
3.1.1.Сопротивление ширмового пароперегревателя.....	17
3.1.2.Сопротивление конвективного пароперегревателя.....	17
3.1.3.Сопротивление водяного экономайзера.....	17
3.1.4.Сопротивление воздухоподогревателя второй ступени.....	18
3.1.5.Сопротивление воздухоподогревателя первой ступени.....	18
3.1.6.Сопротивление переходной зоны.....	18
3.1.7.Сопротивление вторичного пароперегревателя.....	19
3.1.8.Местные сопротивления газопроводов.....	19
3.1.9.Сопротивление золоуловителя.....	19
3.1.10.Сопротивление дымовой трубы.....	20
3.1.11.Расчет самотяги.....	21
3.1.12.Расчет перепада полных давлений по газовому тракту.....	21
3.1.13.Выбор типоразмера дымососа. Определение его производительности, напора и мощности привода.....	22
4.Индивидуальное задание.....	23
5.Расчет выбросов летучей золы после и до модернизации.....	26
6.Общая часть.....	28
6.1.Генплан.....	28
6.2.Компоновка главного корпуса.....	28
6.3.Золоулавливание.....	30
6.4.Выбор дымовой трубы.....	30
Заключение.....	31
Список использованных источников.....	32
Приложение А.....	33

## **ВВЕДЕНИЕ**

Энергетика – сектор экономики, охватывающий сложную совокупность процессов преобразования и передачи энергии от источников (природных энергетических ресурсов) до приемников энергии включительно и представляет собой сложный развивающийся объект, исследование которого возможно только на основе системного подхода.

Энергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, на сегодня она занимает в жизни общества такое место, что не возможно оценить отказ от его благ.

От правильного выбора всех элементов оборудования, который производят в процессе разработки тепловой схемы электростанции, зависит надежность и экономичность ее работы.

В бакалаврской работе требуется модернизировать Назаровскую ГРЭС методом замены системы золоулавливания.

Для достижения этой цели необходимо построить процесс расширения пара на  $i-s$  диаграмме, определить параметры по элементам схемы, рассчитать установку по подогреву сетевой воды, рассчитать регенеративную схему, рассчитать технико-экономические показатели работы станции, выбрать вспомогательное оборудование, спроектировать топливное хозяйство, рассчитать выбросы, выполнить тепловой и аэродинамический расчет котла ПК-38, в качестве индивидуального задания нужно выбрать электрофильтр исходя из вышеперечисленных расчетов.

## 1 Описание тепловой схемы

Принципиальная тепловая схема с турбиной К-160-130 представлена на рисунке 1.1.

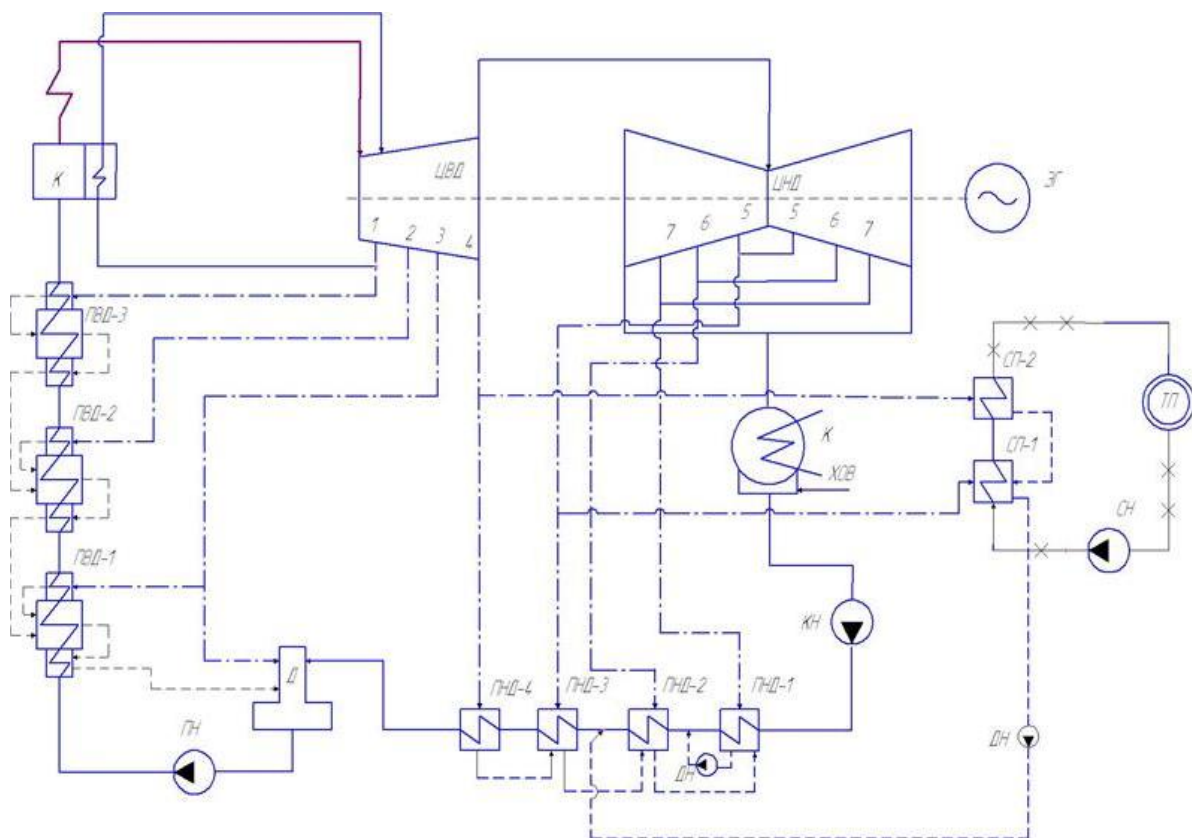


Рисунок. 1.1 - Принципиальная тепловая схема турбины К-160-130

Таблица 1.1 - Номинальные параметры турбины

Наименование параметров	К-160-130
1. Максимальная мощность, МВт	160
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	13
температура, °С	565
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	2,8
температура, °С	565
4. Давление пара в конденсаторе, кПа	0,0035
5. КПД установки, %	50

## 1.1 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку,  $\kappa Bm$  :

$$Q_{my} = D_m \cdot (\overline{i_0 - t_{ng}} + \alpha_{nn} \cdot q_{nn}) + G_{хов} \cdot (\overline{t_{хов} \cdot c_{\theta} - t_{ng}}) = 129,7925 \cdot (3513 - 972,2655 + 0,9526 \cdot 447,5) + 4,5427 \cdot (30 \cdot 4,186 - 972,2655) = 381249 \quad (1)$$

[Энтальпии и расходы в Приложение А].

Затраченная теплота на сетевой подогреватель,  $\kappa Bm$  : [Приложение А].

$$Q_m = D_c \cdot (\overline{i_c - t_c^u}) = 20,8644 \cdot (2903,7 - 458,367) = 51020,4 \quad (2)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии,  $\kappa Bm$  :

$$Q_{my}^p = Q_{my} - Q_m = 381249 - 51020,4 = 330229,4 \quad (3)$$

Тепловая нагрузка котла,  $\kappa Bm$  : [Приложение А].

$$Q_{ne} = D_{ne} \cdot (\overline{i_{ne} - t_{ng}} + \alpha_{nn} \cdot q_{nn}) = 136,2822 \cdot (3605,2 - 972,2655 + 0,9526 \cdot 972,2655) = 316915,22 \quad (4)$$

где  $i_{ne}$  - энтальпия перегретого пара,  $\kappa Дж / кг$ . [Приложение А].

$$i_{ne} = f(P_{ne}, t_{ne})$$

Полный расход натурального топлива,  $кг / с$  :

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ка}} = \frac{316915,22}{12850 \cdot 0,91} = 19,9835 \quad (5)$$

где  $Q_n^p$  - теплотворная способность Назаровского угля.

Принимая мощность собственных нужд блока 9 % , отпущенная мощность составляет,  $\kappa Bm$  :

$$W_{omn} = W_{\text{э}} - e_{cn} \cdot W = 160000 - 0,09 \cdot 160000 = 145600 \quad (6)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии,  $\kappa Bm$  :

$$W_{\text{э}}^{cn} = e_{\text{э}}^{cn} \cdot W = 0,05 \cdot 160000 = 8000 \quad (7)$$

где  $e_{\text{э}}^{cn}$  - доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент ценности тепла:



$$\xi_c = \frac{i_c - i_\kappa}{i_0 - i_\kappa + \Delta i_{nn}} \cdot (1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_c}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_\kappa}) = \frac{2903,7 - 2383,722}{3513 - 2383,722 + 447,5} \cdot (1 + 0,4 \cdot \frac{3513 + 447,5 - 2903,7}{3513 + 447,5 - 2383,722}) = 0,4182 \quad (8)$$

где  $K$  - коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной.

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара,  $\kappa Bm$  :

$$\Delta Q_{отб}^3 = Q_c \cdot (1 - \xi_c) \cdot \frac{Q_m^{отб}}{Q_m^m} = 50000 \cdot (1 - 0,4182) \cdot 1 = 29090,92 \quad (9)$$

где  $\frac{Q_m^{отб}}{Q_m^m}$  принимаем равным 1.

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата,  $\kappa Bm$  :

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 330230 = 16511,4 \quad (10)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{my}^3 + \Delta Q_{отб}^3 + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^3 + \Delta Q_{отб}^3 + Q_{my}^{ch} + Q_{my}^m} = \frac{330230 + 29090,92 + 16511,4}{330230 + 29090,92 + 16511,4 + 50000} = 0,8826 \quad (11)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии,  $\kappa z / c$  :

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{отн}}{W_3 - W_{33}^{ch}} = 29,9835 \cdot 0,8826 \cdot \frac{145600}{160000 - 8000} = 25,3487 \quad (12)$$

Расход топлива на выработку тепла,  $\kappa z / c$  :

$$B_m = B - B_3 = 29,9835 - 25,3487 = 4,6348 \quad (13)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии,  $\kappa z / (\kappa Bm \cdot ч)$  :

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{отн}} \cdot 3600 = \frac{25,3487}{160000} \cdot 3600 = 0,56268 \quad (14)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла,  $\kappa z / ГДж$  :

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{отн}} \cdot 10^6 = \frac{4,6268}{50000} \cdot 10^6 = 92,536 \quad (15)$$

## 2 Тепловой расчет котельного агрегата ПК-38

Исходные данные по топливу:

Уголь – Назаровский, Бурый, Б – 2Р

Таблица 2.1 – Расчетные характеристики топлива

Месторождение	Марка	Рабочая масса топлива, %							Выход летучих, $V^F$ , %	Температуры плавления золы, °С			Теплота сгорания $Q_H^P$ , кДж/кг
		$C^P$	$H^P$	$S^P$	$O^P$	$N^P$	$W^P$	$A^P$		$t_1$	$t_2$	$t_3$	
Назаровское	2Б	39	2.5	0.4	12.5	0.5	39.0	7.9	47.0	1200	1221	1240	12850

### 2.1 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Таблица 2.2 – Объем воздуха и продуктов сгорания

Объем воздуха и продуктов сгорания	Назаровский
Объем воздуха, м <sup>3</sup> /кг	3.74
Объем азота, м <sup>3</sup> /кг	2.95
Объем трехатомных газов, м <sup>3</sup> /кг	0.72
Объем водяных паров, м <sup>3</sup> /кг	0.816
Объем продуктов сгорания, м <sup>3</sup> /кг	4.486

Таблица 2.3 – Объемы продуктов сгорания, объемные доли трехатомных газов и концентрация золовых частиц для Назаровского

Название величины и обозначение	Топка	КПП	ПЗ	КВП	ВЗП2	ВЭК	ВЗП1
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева, $\alpha''$	1.25	1.28	1.31	1.33	1.38	1.4	1.45
Объем водяных паров, $V_{H_2O}$ , м <sup>3</sup> /кг	0.831	0.832	0.833	0.835	0.837	0.839	0.842
Полный объем газов, $V_F$ , м <sup>3</sup> /кг	5.38	5.43	5.51	5.64	5.77	5.9	6.03
Объемная доля трехатомных газов,	0.133	0.131	0.130	1.127	0.124	0.121	0.118

$r_{RO_2}$							
Объемная доля водяных паров, $r_{H_2O}$	0.153	0.152	0.151	0.147	0.144	0.141	0.139
Суммарная объемная доля паров, $r_{II} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0.286	0.283	0.281	0,274	0.268	0.262	0.257

## Окончание таблицы 2.3.

Концентрация золотых частиц, $\mu_{3Л}$ , кг/кг	0.00946	0.0094	0.00933	0.00911	0.00891	0.00871	0.00852
---	---------	--------	---------	---------	---------	---------	---------

Таблица 2.4 – Энтальпии продуктов сгорания для Назаровского угля

$\vartheta$ , °C	$H_c^0$	$H_g^0$	$H_{3Л}$	$H_c = H_c^0 + (\alpha - 1) \cdot H_g^0 + H_{3Л}$						
				Топочная камера, ширмы	КПП	ПЗ	КВП	ВЗП 2	ВЭК	ВЗП 1
100	619.5	493.6	5.42	748.3	763.1	777.9	787.8	812.5	822.3	847.0
200	1255.9	991.5	11.35	1515.2	1544.9	1574.7	1594.5	1644.1	1663.9	1713.5
300	1910.3	1495.4	17.70	2301.9	2346.7	2391.6	2421.5	2496.3	2526.2	2600.9
400	2621.9	2027.8	24.17	3153.1	3213.9	3274.7	3315.3	3416.7	3457.2	3558.6
500	3325.2	2560.6	30.78	3996.2	4073.0	4149.8	4201.0	4329.1	4380.3	4508.3
600	4047.5	3105.7	37.61	4861.6	4954.8	5047.9	5110.1	5265.3	5327.5	5482.7
700	4788.8	3661.5	44.46	5748.6	5858.5	5968.3	6041.6	6224.6	6297.9	6480.9
800	5543.1	4225.9	51.49	6651.1	6777.8	6904.6	6989.2	7200.4	7285.0	7496.3
900	6332.7	4799.6	58.75	7591.3	7735.3	7879.3	7975.3	8215.3	8311.3	8551.3
1000	7103.4	5379.6	66.05	8514.4	8675.8	8837.2	8944.8	9213.7	9321.4	9590.3
1100	7901.0	6004.0	73.64	9475.7	9655.8	9835.9	9956.0	10256.0	10376.3	10676.5
1200	8709.1	6562.8	81.02	10430.8	1062.7	10824.6	10955.8	11284.0	11415.3	11743.4
1300	9528.6	7164.6	91.27	11411.0	11626.0	11840.9	11984.2	12342.4	12485.7	12843.9
1400	10353.9	7770.7	106.2	12402.9	12636.0	12869.2	13024.6	13413.1	13568.5	13957.1
1500	11188.2	8379.6	118.05	13401.1	13652.5	13903.9	14071.5	14490.5	14658.1	15077.1
1600	12029.3	8993.4	128.16	14405.8	14675.6	14945.4	15125.3	15574.9	15754.8	16204.5
1700	12878.8	9608.8	138.57	15419.6	15707.9	15996.2	16188.3	16668.8	16860.9	17341.4
1800	13730.5	10225.2	149.25	16436.1	16742.9	17049.6	17254.1	17765.4	17969.9	18481.2
1900	14587.8	10849.4	160.21	17460.4	17785.9	18111.4	18328.4	18870.9	19087.9	19630.3
2000	15457.7	11474.3	168.9	18495.3	18839.5	19183.7	19413.2	19986.9	20216.4	20790.1
2100	16318.6	12103.8	177.68	19522.2	19885.4	20248.5	20490.6	21095.7	21337.8	21943.0
2200	17186.3	12732.0	0	20369.3	20751.3	21133.2	21387.9	22024.5	22279.1	22915.7
2300	18127.1	13364.1	0	21468.1	21869.1	22269.9	22537.3	23205.5	23472.7	24140.9

Таблица 2.5 – Тепловой баланс и расход топлива

Тепловой баланс и расход топлива		Назаровский
$q_2$	%	7.657
$q_3$	%	0.5
$q_4$	%	1
$q_5$	%	0.5
$q_6$	%	0.738
$\eta_k$	%	89.605
$B$	кг/с	18.742
$B_p$	кг/с	18.555

Таблица 2.6 - Тепловой расчет котла

<b>2.2 Тепловой расчет водяного экономайзера</b>	
Наименование	Результат
Тип пучка	шахматный
Характер тока	противоточный
Материал	ст.20
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	3810
Наружный диаметр трубы, мм	32
Толщина стенки трубы, мм	3.5
Поперечный шаг, мм	78
Продольный шаг, мм	42
Коэффициент использования	1.000
Коэффициент загрязнения, Вт /м ·град	0.701
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское
Доля трехатомных газов	0.118
Доля водяных паров	0.140
Объем газов, м /кг	6.1819
Избыток воздуха	1.433
Степень черноты потока	0.113
Энтальпия на входе, кДж/кг	4439.82
Энтальпия на выходе, кДж/кг	2708.58
Температура на входе, °С	493
Температура на выходе, °С	308
Параметры обогреваемого теплоносителя	
Относительный расход	0.940
Энтальпия на входе, кДж/кг	995.4
Энтальпия на выходе, кДж/кг	1436.4
Температура на входе, °С	230
Температура на выходе, °С	317

Термическое сопротивление, Вт /м <sup>2</sup> ·град	0.0000936
<b>2.3 Тепловой расчет нижней радиационной части</b>	
Тип пучка	радиационный
Материал	ст.20
Поверхность нагрева, м	632
Наружный диаметр трубы, мм	38
Толщина стенки трубы, мм	4.0
Коэффициент неравномерности	1.1046
Коэффициент загрязнения, Вт /м <sup>2</sup> град	0.245
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское
Доля трехатомных газов	0.127
Доля водяных паров	0.150

Продолжение таблицы 2.6.

Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.7252
Избыток воздуха	1.313
Концентрация золы, кг/кг	0.0054
Степень черноты потока	0.672
Энтальпия на входе, кДж/кг	15571.9
Энтальпия на выходе, кДж/кг	10521.8
Температура на входе, °С	1644
Температура на выходе, °С	1160
Параметры обогреваемого теплоносителя	
Относительный расход	0.940
Энтальпия на входе, кДж/кг	1437.2
Энтальпия на выходе, кДж/кг	2189.5
Температура на входе, °С	317
<b>2.4 Тепловой расчет переходной зоны</b>	
Тип пучка	шахматный
Характер тока	противоточный
Материал	ст.20
Поверхность нагрева, м	853
Наружный диаметр трубы, мм	32
Толщина стенки трубы, мм	4.0
Поперечный шаг, мм	101
Продольный шаг, мм	50.4
Число рядов труб, шт	16
Коэффициент загрязнения, Вт /м <sup>2</sup> -град	0.430
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское
Доля трехатомных газов	0.124
Доля водяных паров	0.147
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.8774
Концентрация золы, кг/кг	0.0053
Избыток воздуха	1.353
Степень черноты потока	0.140
Энтальпия на входе, кДж/кг	6689,288
Энтальпия на выходе, кДж/кг	5811,879
Температура на входе, °С	777
Температура на выходе, С	683
Параметры обогреваемого теплоносителя	
Относительный расход	0.940
Энтальпия на входе, кДж/кг	2278.46

Энтальпия на выходе, кДж/кг	2485.70
Температура на входе, °C	353



Продолжение таблицы 2.6.

Температура на выходе, °С	352	
Термическое сопротивление, Вт /м <sup>2</sup> град	0.000108	
2.5 Тепловой расчет средней радиационной части		
Наименование	Результат	
	СРЧ	СРЧ в ШПП
Тип пучка	Радиационный	Дополнительный
Характер тока	Прямоток	Прямоток
Материал	12X1МФ	12X1МФ
Поверхность нагрева, м	227	98.0
Наружный диаметр трубы, мм	42.0	42.0
Толщина стенки трубы, мм	5.0	5.0
Коэффициент загрязнения, Вт/м <sup>2</sup> град	0.248	0.261
Параметры греющего теплоносителя	Назар.	Назар.
Доля трехатомных газов	0.127	0.127
Доля водяных паров	0.150	0.150
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.7252	5.7252
Избыток воздуха, кг/кг	1.313	1.313
Концентрация золы	0.0054	0.0054

Продолжение таблицы 6

Степень черноты потока	0.127	0.223	
Энтальпия на входе, кДж/кг	15571.9	10521.8	
Энтальпия на выходе, кДж/кг	10521.8	9235.0	
Температура на входе, °С	1644	1160	
Температура на выходе, °С	1160	1032	
Параметры обогреваемого теплоносителя			
Относительный расход	0.940	0.940	
Энтальпия на входе, кДж/кг	2420.5	2693.4	
Энтальпия на выходе, кДж/кг	2693.4	2752.3	
Температура на входе, °С	352	358	
Температура на выходе, °С	358	364	
2.6 Тепловой расчет верхней радиационной части			
Наименование	Результат		
	ВРЧ в ТОП	ВРЧ в ШПП	ВРЧ в ШВП
Тип пучка	Радиационный	Дополнительный	Дополнительный
Характер тока	прямоток	прямоток	прямоток
Материал	12X1МФ	12X1МФ	12X1МФ

Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	105	30	30
-------------------------------------	-----	----	----

Продолжение таблицы 2.6.

Наружный диаметр трубы, мм	42.0	42.0	42.0
Толщина стенки трубы, мм	5.0	5.0	5.0
Коэффициент загрязнения, Вт/м <sup>2</sup> ·град	0.261	0.261	0.261
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское		
Доля трехатомных газов	0.127	0.127	0.127
Доля водяных паров	0.150	0.150	0.150
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.7252	5.7252	5.7252
Избыток воздуха	1.313	1.313	1.313
Концентрация золы, кг/кг	0.0054	0.0054	0.0054
Степень черноты потока	0.672	0.223	0.242
Энтальпия на входе, кДж/кг	15571.9	10521.8	9235.0
Энтальпия на выходе, кДж/кг	10521.8	9235.0	8213.1
Температура на входе, °С	1644	1160	1032
Температура на выходе, С	1160	1032	928
Параметры обогреваемого теплоносителя			
Относительный расход	0.957	0.957	0.957
Энтальпия на входе, кДж/кг	3019.4	3002.6	3130.7

Продолжение таблицы 6

Энтальпия на выходе, кДж/кг	3130.7	3019.4	3143.3
Температура на входе, °С	409	405	436
Температура на выходе, °С	436	409	439
<b>2.7 Тепловой расчет пароперегревателей ШПП - 1,2 КПП</b>			
	ШПП - 1	ШПП - 2	КПП
Тип пучка	Коридор.	Коридор.	Шахматный
Характер тока	Противоток	Прямоток	Прямоток
Материал	12Х1МФ	12Х1МФ	Х18Н12Т
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	195	260	600
Наружный диаметр трубы, мм	32,0	32.0	32.0
Толщина стенки трубы мм	6.0	6.0	6.0
Поперечный шаг, мм	663,0	663,0	109,0
Продольный шаг, мм	38,0	38,0	93,0
Коэффициент загрязнения, Вт/м <sup>2</sup> ·град	0.520	0.520	0.590
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское		
Доля трехатомных газов	0.127	0.127	0.126

Продолжение таблицы 2.6.

Доля водяных паров	0.150	0.150	0.148
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.7252	5.7252	5.8013
Избыток воздуха	1.313	1.313	1.333
Концентрация золы, кг/кг	0.0054	0.0054	0.0053
Степень черноты потока	0.223/0.229	0.223	0.289
Энтальпия на входе, кДж/кг	10521.8	10521.8	8077.0
Энтальпия на выходе, кДж/кг	9235.0	9235.0	6916.6
Температура на входе, °С	1160	1160	904
Температура на выходе, °С	1032/1010	1032/1010	785/756
Параметры обогреваемого теплоносителя			
Относительный расход	0.957/0.957	0.957/0.957	1.000/1.000
Энтальпия на входе, кДж/кг	2714.9/2791.34	2815.7/2885.12	3181.5/3214.21
Энтальпия на выходе, кДж/кг	2815.7/2885.12	2947.6/3007.38	3293.7/3449.09

<b>2.8 Тепловой расчет воздухоподогревателя первой ступени</b>	
Наименование	Результат
Тип пучка	шахматный
Характер тока	трехходовой
Материал	ст.20
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	14050
Наружный диаметр трубы, мм	40
Толщина стенки трубы, мм	1.5
Поперечный шаг, мм	66
Продольный шаг, мм	42
Число рядов труб, шт	49
Коэффициент использования	0.600
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское
Доля трехатомных газов	0.117
Доля водяных паров	0.139
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	6.2580
Избыток воздуха	1.453
Степень черноты потока	0.073
Энтальпия на входе, кДж/кг	2648.86
Энтальпия на выходе, кДж/кг	1427.58
Температура на входе, °С	305
Температура на выходе, °С	167

Окончание таблицы 2.6.

Энтальпия на входе, кДж/кг	257.9
Энтальпия на выходе, кДж/кг	1160.5
Температура на входе, С	51
Температура на выходе, °С	227
Термическое сопротивление, Вт /м град	0.0000363
<b>2.9 Тепловой расчет воздухоподогревателя второй ступени</b>	
Наименование	Результат
Тип пучка	шахматный
Характер тока	одноходовой
Материал	ст.20
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	3950
Наружный диаметр трубы, мм	40
Толщина стенки трубы, мм	1.5
Поперечный шаг, мм	60
Продольный шаг, мм	40
Число рядов труб, шт	54
Коэффициент использования	0.400
Параметры греющего теплоносителя	Назаровское
Доля трехатомных газов	0.121
Доля водяных паров	0.135
Объем газов, м <sup>3</sup> /кг	5.77
Избыток воздуха	1.393
Степень черноты потока	0.065
Энтальпия на входе, кДж/кг	5131.94
Энтальпия на выходе, кДж/кг	4518.04
Температура на входе, °С	564
Температура на выходе, °С	501
Параметры обогреваемого теплоносителя	
Относительный расход	0.647
Энтальпия на входе, кДж/кг	1160.5
Энтальпия на выходе, кДж/кг	2422.69
Температура на входе, С	227
Температура на выходе, °С	372
Термическое сопротивление, Вт /м град	0.0000419

### 3 Укрупненный аэродинамический расчет котла

Целью аэродинамического расчета котельной установки (расчет тяги и дутья) является выбор необходимых тягодутьевых машин на основе определения производительности тяговой и дутьевой системы и перепада полных давлений в газовом и воздушном трактах.

#### 3.1 Расчет газового такта

Аэродинамический расчет газоздушного тракта выполняют по данным теплового расчета для номинальной нагрузки котельного агрегата.

Сопротивление газового тракта котельного агрегата с уравновешенной тягой складывается из сопротивления трубчатых поверхностей нагрева, расположенных в газоходах, местных сопротивлений, сопротивления трения при движении в газоходах как в пределах парогенератора, так и вне его, самотяги.

Данный расчет завершается выбором напора, производительности дымососа и мощности его привода.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные

Участок тракта	Диаметр труб, d, мм	Число рядов в труб по ходу газа $Z_2$	Отношение шага труб к диаметру		Длина продольно омываемых труб, м	Средняя температура газов, $\vartheta_{cp}$ , °C	Средняя скорость газов, $\omega_z$ , м/с
			$\sigma_1 = \frac{s_1}{d}$	$\sigma_2 = \frac{s_2}{d}$			
Ширмовый пароперегреватель	32	14	20.71	1.18	—	1072.5	5.4
Конвективный пароперегреватель	32	12	3.4	1.375	—	808.5	10.3
Переходная зона	32	16	2.4	1.047	—	703.5	9.7
Воздухоподогреватель 2-ой ступени	40	—	1.5	1	1.85	516	15.6
Воздухоподогреватель	40	—	1.65	1.05	6.9	232	12.6

ль 1-ой ступени							
Водяной экономайзер	32	60	2.437	1.313	—	390.5	8.5
Вторичный пароперегреватель	42	32	3.047	1.428	—	603.5	9

Выбираем разрежения в верхней части топки,  $h_T''$ , мм.вод.ст.

$$h_T'' = 3.5 \cdot$$

### 3.1.1 Сопротивление ширмового пароперегревателя

Ширмовые пароперегреватели фактически представляют собой по газовой стороне ряд параллельно включенных каналов, стенки которых образованы большим количеством труб малого диаметра. Движение газов может быть направлено как поперек, так и вдоль труб. Из-за большого поперечного шага ширм их коэффициент сопротивления очень мал. Так скорость газов в ширмах меньше 10 м/с, [табл.3.1], то сопротивление и самотяга ширм не учитывается.

### 3.1.2 Сопротивление конвективного пароперегревателя

Таблица 3.2 – Аэродинамические характеристики и сопротивление конвективного пароперегревателя

Параметр	Назаровский
$\xi_{гр}$	0.54
$C\sigma$	0.56
$C_{re}$	0.32
$\xi_0$	0.096768
$\xi$	1.354752
$h_d$ , мм.вод.ст	15
$\Delta h$ , мм.вод.ст	20.32128

### 3.1.3 Сопротивление водяного экономайзера

Таблица 3.3 – Аэродинамические характеристики и сопротивление водяного экономайзера

Параметр	Назаровский
$h_{гр}$ , мм.вод.ст	5,5

Cs	1
Cd	1
z2, шт.	60
$\Delta h$ , мм.вод.ст.	335.5

### 3.1.4 Сопротивление воздухоподогревателя второй ступени

Таблица 3.4 – Аэродинамические характеристики и сопротивление воздухоподогревателя второй ступени

Параметр	Назаровский
Cш	1
$\Delta h_{гр'}$ , мм.вод.ст	52
hвп, мм.вод.ст	1.6
$\Delta h_{тр}$ , мм.вод.ст	83.2
m, шт.	1
$\xi_{вх}$	0.125
$\xi_{вых}$	0.09
Fм/Fб	0.716443
hд, мм.вод.ст	52
$\Delta h_{изм}$ , мм.вод.ст	11.18
$\Delta h$ , мм.вод.ст	94.38

### 3.1.5 Сопротивление воздухоподогревателя первой ступени

Таблица 3.5 – Аэродинамические характеристики и сопротивление воздухоподогревателя первой ступени

Параметр	Назаровский
Cш	1
$\Delta h_{гр'}$ , мм.вод.ст	52.5
hвп, мм.вод.ст	6.9
$\Delta h_{тр}$ , мм.вод.ст	362.25
m, шт.	2
$\xi_{вх}$	0.19
$\xi_{вых}$	0.15
Fм/Fб	0.620297



h <sub>д</sub> , мм.вод.ст	52.5
Δh <sub>изм</sub> , мм.вод.ст	35.7
Δh, мм.вод.ст	397.95

### 3.1.6 Сопротивление переходной зоны

Таблица 3.6 – Аэродинамические характеристики и сопротивление переходной зоны

Параметр	Назаровский
h <sub>гр</sub> , мм.вод.ст	6
C <sub>s</sub>	1.6
C <sub>d</sub>	1
z <sub>2</sub> , шт.	16
Δh, мм.вод.ст	163.2

### 3.1.7 Сопротивление вторичного пароперегревателя

Таблица 3.7 – Аэродинамические характеристики и сопротивление вторичного пароперегревателя

Параметр	Назаровский
ξ <sub>0шир</sub>	0,24
h <sub>д</sub> , мм.вод.ст	17
z <sub>2</sub> , шт.	32
Δh, мм.вод.ст	134.64

### 3.1.8 Местные сопротивления газоходов

Сопротивление всего газохода  $\Delta h_{\Sigma}$ , мм.вод.ст., складывается из суммы местных сопротивлений и сопротивления трения

Таблица 3.8 – Местные сопротивления газоходов

Параметр	Назаровский
Δh <sub>м1</sub> , мм.вод.ст	14
Δh <sub>м2</sub> , мм.вод.ст	62
Δh <sub>м3</sub> , мм.вод.ст	98
Δh <sub>м4</sub> , мм.вод.ст	98
Δh <sub>м5</sub> , мм.вод.ст	98
Δh <sub>м6</sub> , мм.вод.ст	49
Δh <sub>м7</sub> , мм.вод.ст	28.42
Δh <sub>м</sub> , мм.вод.ст	447.42

### 3.1.9 Сопротивление золоуловителя

Сопротивление золоуловителя выбирают в зависимости от принятой конструкции.

Рассматриваем два варианта с БЦУ-160-896 “ЭНЕРГОУГОЛЬ” и электрофильтром.

Таблица 3.9 – Сопротивление золоуловителя

Сопротивление, мм.вод.ст.	БЦУ -160-896	Электрофильтр
$\Delta h_{зу}$	94.5	15

### 3.1.10 Сопротивление дымовой трубы

При искусственной тяге дымовую трубу рассчитывают как обычный газопровод. Самотягу трубы рассчитывают совместно с самотягой всего газового тракта.

Сопротивление дымовой трубы  $\Delta h_{от}$ , мм.вод.ст., имеет одинаковые значения для обоих видов топлива и находится по формуле

$$\Delta h_{от} = \Delta h_{тр} + \Delta h_{вых},$$

(16)

где  $\Delta h_{тр}$  – сопротивление трения, мм.вод.ст.

$$\Delta h_{тр} = \frac{\lambda}{8 \cdot i} \cdot h_0,$$

(17)

где  $i$  – величину среднего уклона дымовой трубы, принимаем  $i=0.02$ ;

$\lambda$  – коэффициент сопротивления трения, зависит от внутреннего диаметра дымовой трубы,  $d_0 = 6$  м

$\omega_0$  – скорость газов в выходном сечении трубы, принимается  $\omega_0 = 20$  м/с.

Так как  $d_0 \geq 2$ , то  $\lambda = 0,015$ . Высот дымовой трубы,  $l_{дт} = 150$  м.

$h_0$  – динамический напор, мм.вод.ст., определяется по принятой скорости  $\omega_0$ , м/с и температуре газов у дымососа  $\vartheta_0$ , °С.

$$h_o = 9.5,$$

$$h_{mp} = \frac{0.05}{8 \cdot 0.02} \cdot 9.5 = 2.97.$$

Потеря давления с выходной скоростью,  $\Delta h_{\text{вых}}$ , мм.вод.ст.

$$\Delta h_{\text{вых}} = \xi \cdot h_o,$$

(18)

где  $\xi$  – коэффициент сопротивления,  $\xi = 1$ .

$$\Delta h_{\text{вых}} = 1 \cdot 9.5 = 9.5.$$

$$\Delta h_{\text{от}} = 2.97 + 9.5 = 12.47.$$

### 3.1.11 Расчет самотяги

Величина самотяги,  $h_c$ , мм.вод.ст., определяем для двух участков  
дымовая труба и конвективная шахта.

Таблица 3.10 – Расчет самотяги конвективной шахты

Параметр	Назаровский
H, м	21
g, м/с <sup>2</sup>	9.81
Ar, %	7.9
$\alpha$	1.38
$\vartheta_{\Gamma}$ , °C	555
$V_{B0}$ , м <sup>3</sup> /кг	3.74
$V_{\Gamma}$ , м <sup>3</sup> /кг	4.486
$\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>	1.294124
$h_c$ , мм.вод.ст	165.4908

Таблица 3.11 – Расчет самотяги дымовой трубы

Параметр	Назаровский
H, м	150

$\alpha$	1.5
$\vartheta_{\Gamma}, ^\circ\text{C}$	150
$h_c, \text{мм.вод ст}$	58.09265

Таблица 3.12 – Суммарная самотяга

Параметр	Назаровский
$H_c, \text{мм.вд.ст.}$	41.54357

### 3.1.12. Расчет перепада полных давлений по газовому тракту

Таблица 3.13 – Расчет перепада полных давлений по газовому тракту

Параметр	Н с БЦУ	Н с ЭФ
$V_{\text{гср}}, \text{м}^3/\text{кг}$	5.7	5.7
$\sum \Delta h_{\text{т-зу}}, \text{мм.вод.ст}$	236.4846	156.9846
$\sum \Delta h_{\text{з-дт}}, \text{мм.вод.ст}$	35.40075	35.40075
$\Delta H, \text{мм.вод.ст}$	293.4131	206.676
$h'', \text{мм.вод.ст}$	3.5	3.5
$H_{\text{п}}, \text{мм.вод.ст}$	255.3695	168.6324

### 3.1.13. Выбор типоразмера дымососа. Определение его производительности, напора и мощности привода

Выбор типоразмера дымососа сводится к подбору агрегата, обеспечивающего необходимые производительность и разряжение, определенные при расчете газового тракта, и потребляющей наименьшее количество энергии при эксплуатации.

Таблица 3.14 – Аэродинамические характеристики и сопротивление

Параметр	Н с БЦУ	Н с ЭФ
$Q_{\text{д}}, \text{тыс. м}^3/\text{ч}$	333.656	333.656
$H_{\text{д}}, \text{мм.вд.ст.}$	306.4434	202.3589
$\eta_{\text{д}}$	0.6	0.61
$N_{\text{д}}, \text{кВт}$	497.0324	322.8332

Таблица 4.15 – Выбор типоразмера дымососа

Вид топлива и золоуловителя	Типоразмер дымососа
Н с БЦУ	Д20х2 n 740
Н с ЭФ	Д20х2 n 740

#### 4 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания был выполнен выбор и расчет электрофильтра к паровому котлу ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч, давлением пара  $P=13,8$  МПа, температурой промперегрева  $t_{mn} = 545^{\circ}\text{C}$ , температурой питательной воды  $t_{ne} = 230^{\circ}\text{C}$ , температурой уходящих газов  $v_{yx} = 154^{\circ}\text{C}$ , топливо- Назаровский уголь, размол в мельницах ММ.

Степень улавливания золы  $\eta \geq 0,99 (p < 0,01)$ .

Из расчета парового котла определяем объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр:  $V=160,704 \text{ м}^3/\text{с}$

Находим критерий электрофизических свойств  $K_{\phi} = 16$ .

Выбираем скорость дымовых газов  $u=1,4 \text{ м/с}$ .

Принимая число параллельных корпусов  $z=2$ , определяем необходимое сечение корпуса электрофильтра,  $\text{м}^2$ :

$$\omega = \frac{V}{z \cdot u} = \frac{160,704}{2 \cdot 1,4} = 57,39 \quad (19)$$

По данной площади поперечного сечения выбираем электрофильтр ЭГА 1-30-7,5-4-4. [таблица 10.4 – Рихтер. Вспомогательное оборудование.]

Для этого электрофильтра длина поля,  $L_{\text{п}}=4.015 \text{ м}$  расстояние между осадительным и коронирующим электродом  $t = 0,15 \text{ м}$ .

Уточняем скорость газов,  $\text{м/с}$ :

$$u = \frac{V}{z \cdot \omega} = \frac{160,704}{2 \cdot 57,39} = 1,308 \quad (20)$$

Определяем среднюю напряженность поля  $E = 280 \text{ кВ/м}$ , коэффициент обратной короны  $K_{o.k} = 1$ . Медианный диаметр при размол в ММТ

$d = 17 \cdot 10^{-6}$  м. Теоретическая скорость дрейфа, м/с: . [таблица 10.5 – Рихтер. Вспомогательное оборудование.]

$$V_T = 0,25 \cdot E_{эф}^2 \cdot d \cdot z = 0,25 \cdot (1 \cdot 280)^2 \cdot 17 \cdot 10^{-6} = 0,3332 \quad (21)$$

Определяем коэффициент вторичного уноса по (10.28 - Рихтер. Вспомогательное оборудование.) :

$$K_{yn} = K_n \cdot K_{эл} \cdot K_{вс} \cdot (1 - 0,25 \cdot (u - 1)), \quad (22)$$

где  $K_n = \frac{7,5}{H} = \frac{7,5}{7,5} = 1$  -коэффициент учитывающий тип электрода,  $K_{вс} = 1,3$ - коэффициент учитывающий влияние режима встряхивания на унос;

$$K_{yn} = 1,1 \cdot 1,3 \cdot (1 - 0,25 \cdot (1,308 - 1)) = 1,199 \quad (23)$$

Параметр  $\Pi_p$  при числе полей  $n=4$  равен:

$$\Pi_p = 0,2 \cdot \kappa_{yn} \cdot \sqrt{\frac{v}{u}} \cdot \frac{n \cdot L_n}{t} = 0,2 \cdot 1,99 \cdot \sqrt{\frac{0,3332}{1,308}} \cdot \frac{4 \cdot 3,84}{0,15} = 12,37 \quad (24)$$

Проскок при равномерном поле по  $P_p = 0,001$ .

По таблице 10.7 – (Рихтер. Вспомогательное оборудование.), применяем к установке газораспределительное устройство МЭИ с относительной длиной шахты  $\bar{t} = 0,4$  и одной решеткой. По при четырех полях  $\Delta \bar{u}_{cp}^2 = 0,07$ . Определяем коэффициент R:

$$R = 0,125 \cdot (1 + \Pi_p) \cdot \Pi_p = 0,125 \cdot (1 + 12,37) \cdot 12,37 = 20,67 \quad (25)$$

Проскок с учетом неравномерности:

$$P_a = (1 + R \cdot \Delta \bar{u}_{cp}^2) \cdot P_p = (1 + 20,67 \cdot 0,07) \cdot 0,001 = 0,0024 \quad (26)$$

Определяем изменение степени улавливания за счет движения через неактивные и полуактивные зоны. Принимаем стандартную схему с тремя вертикальными перегородками в бункерах,  $\varphi_n = 0,009$  (рисунок 10.13.б-

Рихтер. Вспомогательное оборудование.) доля полуактивных зон,  $\varphi_n = 0,05$  ;  
возрастание  $\beta_2 = 2$  .

Окончательно получаем степень улавливания

$$\eta = (1 - \varphi_n) \cdot \eta_a - \varphi_n \cdot (\beta - 1) \cdot P_a \quad (27)$$

$$\eta = (1 - 0,009) \cdot (1 - 0,0024) - 0,05 \cdot (2 - 1) \cdot 0,024 = 0,986,$$

т.е степень улавливания близка к заданной (0,99).

Принимаем схему с наклонными перегородками в бункерах. Тогда  $\varphi_n = 0,001$ ,  $\eta = 0,99$ ,  $p = 0,02$ , т.е . данное значение совпадает с требуемым значением.

Таким образом , принимаем к установке четырехпольный электрофильтр  
ЭГА1-30-7,5-4-4.

Определяем режим встряхивания. [таблица 10.6- Рихтер. Вспомогательное оборудование.]

$$A = 3550 \text{ м}^2, \text{ одного } A_n = 887,5 \text{ м}^2 . \lg Pv = 9,9.$$

$$c_{ex} = 20 \text{ г} / \text{м}^3; P_n = p^{1/n} = 0,02^{1/4} = 0,38; \quad (28)$$

$$\tau = 16,7 \cdot \frac{A_n \cdot m_0}{V \cdot c_{ex} \cdot \eta} = 16,7 \cdot \frac{887,5 \cdot 0,525}{160,704 \cdot 20 \cdot 0,38} = 6,37 \text{ мин} . \quad (29)$$

Определяем расчетные интервалы времени встряхивания по полям:

$$\tau_1 = 1 \cdot 6,37 = 6,1 \text{ мин}$$

$$\tau_2 = 3,2 \cdot 6,37 = 20 \text{ мин}$$

$$\tau_3 = 10 \cdot 6,37 = 64 \text{ мин}$$

$$\tau_4 = 31,6 \cdot 6,37 = 200 \text{ мин}$$

Определяем мощность электроагрегата на каждое поле, принимая  $i_A = 0,3 \text{ мА} / \text{м}^2$  :

$$I_n = I_A \cdot A_n = 0,3 \cdot 887,5 = 266,25 \text{ мА} / \text{м}^2 \quad (30)$$

Выбираем агрегат АТПОМ-400. Принимая среднее напряжение 80 кВ,  
Получаем мощность агрегата питания электрофильтра



$$W_n = 0,266 \cdot 80 = 21,28 \text{кВ} \cdot \text{А}, \quad (31)$$

А всего на четыре поля электрофилтра:

$$W = 4 \cdot W_n = 4 \cdot 21,28 = 85,12 \text{кВ} \cdot \text{А}. \quad (32)$$

## 5 Расчет выбросов летучей золы после и до модернизации

Расход летучей золы поступающей в электрофильтр определяются по формуле, т/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot B a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{Р}} + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}{32700}, \quad (33)$$

где  $B=66,6$  кг/ч – часовой расход сжигаемого топлива;

$a_{\text{ун}}=0,95$  – доля золы, уносимая газами ;

$q_4=1$  – потеря тепла с механическим недожогом ;

$A^{\text{Р}}=7.9\%$  - зольность топлива на рабочую массу.

Расход летучей золы на входе в фильтр:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot 66,6 \cdot 0,95 \cdot 7,9 + 0,01 \cdot 66,6 \cdot 1 \cdot \frac{12850}{32700} = 5,26 \text{ т / ч}, \quad (34)$$

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВЫ}} = M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} \cdot (1 - \eta_{\text{з}}) = 5,26 \cdot 0,01 = 0,0526 \text{ т / ч} \cdot 8760 = 460,776 \text{ т / год} \quad (35)$$

где  $\eta_{\text{з}}=99\%$ – КПД золоуловителя.

Расход летучей золы поступающей в БЦУ определяются по формуле, т/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot B a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{Р}} + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}{32700}, \quad (36)$$

где  $B=66,6$  кг/ч – часовой расход сжигаемого топлива;

$a_{\text{ун}}=0,95$  – доля золы, уносимая газами ;

$q_4=1$  – потеря тепла с механическим недожогом ;

$A^{\text{Р}}=7.9\%$  - зольность топлива на рабочую массу.

Расход летучей золы на входе в фильтр:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot 66,6 \cdot 0,95 \cdot 7,9 + 0,01 \cdot 66,6 \cdot 1 \cdot \frac{12850}{32700} = 5,26 \text{ т / ч}, \quad (37)$$

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу:

$$M_{зол}^{6yx} = M_{зол}^{6x} * (1 - \eta_{3y}) = 5,26 * 0,15 = 0,789 \text{ т / ч} * 8760 = 6911,64 \text{ т / год} \quad (38)$$

где  $\eta_{3y} = 80\%$  – КПД БЦУ.

$$\Delta M_{зол}^{6yx} = 6911,64 - 460,776 = 6450,864 \text{ т / год} \quad (39)$$

На такую величину выбросов стало меньше с установкой одного электрофильтра. В своем проекте я устанавливаю 4 электрофильтра вместо БЦУ, отсюда следует что сокращение выбросов летучей золы вырастет в разы.

$$\Delta M_{зол}^{6yx} = 4 * 6911,64 - 4 * 460,776 = 25803,456 \text{ т / год} - \text{сокращение выбросов летучей золы с установкой 4 электрофильтров.} \quad (40)$$

## **6 Общая часть**

### **6.1 Генеральный план**

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещение для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных транспортеров; склады топлива; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; система золо- и шлакоудаления с золоотвалами; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещены, в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений.

### **6.2 Компоновка главного корпуса**

Главным корпусом тепловой электрической станции называют главное ее здание, внутри которого размещается основное и вспомогательное оборудование, осуществляющее главный технологический процесс. Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разные технологические потоки.

В соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов - в здании располагаются два основных помещения (отделения) котельное и турбинное (машинный зал). Деаэраторы устанавливаются в парогенераторном отделении на специальных площадках со стороны фронта парогенератора.

Дымососы и дутьевые вентиляторы устанавливают внутри котельного отделения. Дымовые трубы железобетонные сооружают вблизи главного корпуса со стороны парогенераторного помещения.

В главном корпусе необходимо обеспечить:

а) Надежность и безопасность работы, экономичность эксплуатации, безопасные условия. Это достигается в данном проекте обеспечением по возможности наивыгоднейшего расположения оборудования с учетом надежного, бесперебойного и удобного осуществления технологического процесса;

б) возможность быстрого и качественного проведения ремонтных работ, что обеспечивается необходимыми грузоподъемными механизмами;

в) возможность дополнительного расширения главного корпуса.

В данном проекте выбрана и скомпонована модель главного корпуса закрытой компоновки основных агрегатов: турбоагрегатов и котлов. Котельное отделение и машинный зал примыкают друг к другу образуя единое здание - сомкнутая компоновка. Размещение турбоагрегатов в машинном зале поперечное. Размещение парогенераторов однорядное.

Машинный зал разделяется по высоте на два помещения: в верхнем устанавливается турбоагрегат, в нижнем конденсационном размещают фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование, регенеративные и сетевые подогреватели, питательные и циркуляционные насосы. Под конденсационным помещением предусмотрено устройство подвала глубиной три метра, до низа фундаментов под турбоагрегаты и колонны здания, в котором размещают конденсатные насосы, прокладывают

кабели и другие коммуникации. Между верхним и конденсационным помещением сплошного перекрытия нет, это позволяет обслуживать мостовым краном не только турбоагрегат, но и вспомогательное оборудование. Вокруг турбоагрегата устанавливают площадки обслуживания соединенные переходами.

### **6.3 Золоулавливание**

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов будет осуществляется электрофильтрами, хотя в настоящее время на Назаровской ГРЭС для этого применяют батарейные циклоны. Данный выбор золоулавливающей установки обусловлен следующими условиями :

Составом золы: в связи с тем что зола Назаровского угля Б2 содержит по своему составу 25,6% СаО применять мокрые золоуловители (скрубберы, и т.д.) нельзя, так как при контакте воды с золой образуются прочно цементирующиеся золовые отложения, которыми “зарастает” вся установка и выходит из строя.

Применение батарейных циклонов в настоящее время не находит широкого распространения из-за низкой степени очистки уходящих газов, его КПД порядка 85%, и как следствии нарушение экологической обстановки в будущем.

Выбираем электрофильтр марки ЭГА 1-30-7,5-4-4.

### **6.4 Выбор дымовой трубы**

Удаление дымовых газов в атмосферу будет производиться через имеющуюся дымовую трубу №1 первой очереди высотой 150 метров, к которой прикреплены энергоблоки №1, №2.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Целью данного дипломного проекта являлось рассмотрение вопроса модернизации Назаровской ГРЭС путем замены золоулавливания.

При выполнении дипломного проекта были произведены следующие расчеты:

- 1) расчет ТЭП турбоустановки К-160-12,75М;
- 2) Тепловой расчет котла ПК-38;
- 3) Расчет электрофильтра;
- 4) Расчет выбросов до и после модернизации.

В дипломном проекте произведен расчет электрофильтра - важного элемента сводящего наличие выбросов золы практически до нуля.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цыганок, А.П. Тепловые и атомные электрические станции : Учебное пособие / Цыганок А.П. В 2 ч. 4.2.- Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000. - 123 с.
- 2.Цыганок, А.Г. Проектирование тепловых электрических станций : Учебное пособие / А.П.Цыганок ,С.А.Михайленко. - Красноярск: КРПИ, 1991. - 119 с.
- 3.Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / Александров, А.А : М: Энергия, 1980. - 425 с.
- 4.Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ.ред.В.А.Григорьева, В.М.Зорина.2-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат, 1989.-523 с.
- 5.Куликов, С.М.Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок: Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 / С.М.Куликов, Е.А.Бойко. - Красноярск, КГТУ, 1995.27 с.
- 6.Цыганок, А.П. Тепловые электрические станции. Определение техникоэкономических показателей : Методические указания / Цыганок А.П.- Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004.-28 с..
- 7.Деринг, И.С. Котельный агрегат: Справочно-нормативные данные по курсовому проектированию / И.С.Деринг, В.А.Дубровский. - Красноярск: КГТУ, 2000 - 40 с.
- 8.Деринг, И.С. Расчет котельного агрегата: Методические указания по курсовому проектированию для студентов специальности 1005- “Тепловые электрические станции” / Охорзина Т.И. - Красноярск: КГТУ, 1998 - 51 с
- 9.Деринг,И.С. Золоуловливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов: Учебное пособие / И.С.Деринг, В.А. Дубровский,В.В. Криворучко. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001.- 80 с.
- 10.Ю.Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции : учебное пособие / В.Я. Рыжкин. - МлЭнергия, 1976,- 448 с.
- 11.Соболев С.П. Паровая турбина К-160-130ХТГЗ / С.П. Соболев. - МлЭнергия, 1980.- 187 с.
- 12.Инструкция по пуску и обслуживанию турбоагрегата К-150-130, К-160-130-2
- 13.Костюк, А. Г. Усовершенствование турбоустановки класса 160 МВт / А. Г. Костюк, Д. Г1. Походенко // Вестник МЭИ. -2001.- №3. - С.64-71.
- 14.Росляков, П. В. Проблемы российского топливно-энергетического комплекса / П. В.Росляков // Вестник МЭИ. -2005 - №5. - С.20-26.
- 15.Левченко,Е.В. Модернизация турбин мощностью 160 МВт НПО «Турбоагрегатом» / Е.В. Левченко, Б.А. Аркадьев, В.И. Муравьев // Теплоэнергетика. -1993-№2. -С.49-54.
- 16.Трухний А. Д. Технические предложения по созданию паротурбинной установки для замены устаревших энергоблоков 150-200



МВТ/ А.Д. Трухний, А.Г. Костюк, А.Г.Трояновский, // Теплоэнергетика. - 2000 - №2. - С. 2-10.